

碳酸盐岩油藏缝洞单元离散数值模拟方法研究

张宏方

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘 要: 由于碳酸盐岩油藏中的缝洞储集体分布具有极强的离散性和随机性, 现有油藏数值模型不是十分适用。因此, 首先以碳酸盐岩油藏溶洞和裂缝的地球物理识别预测结果和物性参数统计特征为主要依据, 建立了规整化的离散缝洞分布模式; 然后, 通过引入裂缝连通流动系数、溶洞弹性储集系数建立了缝洞单元离散数值模拟方法; 该模拟方法考虑了裂缝的各向异性和其中流体流动的非达西效应, 以及溶洞中油水的重力分异效应, 并利用 TK472C 单井缝洞单元和 TK630 多井缝洞单元生产历史数据对该模拟方法的可行性和可靠性进行了验证, 结果表明, 建立的缝洞型油藏离散数值模拟方法是可行和可靠的, 可以用于碳酸盐岩油藏数值模拟; 最后, 基于历史拟合的 TK472C 单井缝洞单元和 TK630 多井缝洞单元地质模型, 分析了注采参数对注水开发效果的影响。研究结果表明: 强底水缝洞单元应依靠底水驱动方式进行开采, 弱底水缝洞单元可以通过注入一定量的水来增加地层能量, 在一定程度上抑制底水锥进; 对于 TK630 多井缝洞单元, 采出程度达到 8%~10% 时转注水和以 3% 的采液速度生产, 注水开发效果较好。

关键词: 碳酸盐岩油气藏 数值模拟 数学模型 历史拟合 含水率 注水参数

中图分类号: TE319 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2015)02-0071-07

Research on Discrete Numerical Simulation of Fracture-Cave Unit in Carbonate Reservoir

Zhang Hongfang

(Petroleum Exploration and Production Institute, Sinopec, Beijing, 100083, China)

Abstract: Fracture-cave units in the carbonate reservoir are seriously discrete and random in the distribution, so existing numerical simulation is not fit for the reservoir. A regular discrete fracture-cave distribution mode was established according to geophysical recognition and prediction results of caves and fractures in the carbonate reservoir as well as statistical characteristics of physical parameters; then, a discrete numerical simulation method was developed for the fracture-cave unit based on fracture connection flow coefficient and elastic accumulation coefficient of caves. It took account of fracture anisotropism, non-Darcy effect of fracture fluids and gravity differentiation effect of cave oil-water. Feasibility and reliability of this simulation method were verified based on production history data of TK472C single-well fracture-cave unit and TK630 multi-well fracture-cave unit. The results showed that, the discrete numerical simulation method of fracture-cave reservoir was feasible and reliable and could be used for numerical simulation of the carbonate reservoir. Finally, effects of injection-production parameters on water-flooding development were analyzed based on geological model of TK472C single-well fracture-cave unit and TK630 multi-well fracture-cave unit subject to history matching. The results showed that, bottom water driving should be selected in the fracture-cave reservoir with strong bottom water; a certain amount of water could be injected into the fracture-cave unit with weak bottom water to increase formation energy and control bottom water coning to some extent; for TK630 multi-well fracture-cave unit, water injection and fluid production rate of 3% could be taken when the recovery percentage was up to 8%-10%, in order to reach the better water-flooding development.

Key words: carbonate reservoir; numerical simulation; mathematical model; history matching; water cut; water injection parameter

塔河油田奥陶系油藏是典型的碳酸盐岩缝洞型油藏, 裂缝、溶洞非常发育, 流体储存于缝洞中, 基质基本不具备储渗能力^[1-3]。由于缝洞型油藏的储集层具有非均质性强、空间结构复杂、缝洞随机分布、溶洞大小不一、裂缝倾角较大等特点, 导致碳酸盐岩缝洞型油藏的开发在世界范围内仍处于探索阶段^[4-6]。

收稿日期: 2015-01-08; **改回日期:** 2015-02-27。

作者简介: 张宏方(1965—), 男, 河南邓州人, 1985年毕业于大庆石油学院采油工程专业, 1991年获大庆石油学院油气田开发工程专业硕士学位, 2002年获大庆石油学院油气田开发工程专业博士学位, 副教授, 主要从事缝洞型碳酸盐岩油藏开发、聚合物驱油方面的研究。

联系方式: (010)82312066, zhanghf_syky@sinopec.com。

基金项目: 国家重点基础研究计划(“973”计划)课题“碳酸盐岩缝洞型油藏开采机理及提高采收率基础研究”(编号: 2011CB201006)部分研究内容。

与常规碎屑岩油藏相比,空间离散性是缝洞型油藏的突出特点^[7-8]。同时,储集体空间分布又具有极强的随机性,这种离散性和随机性导致缝洞型油藏在地质建模、油藏数值模拟方面面临巨大的困难^[9-10]。现有的缝洞型油藏数值模型包括多重介质等效连续模型^[11-12]、耦合流动模型^[13-14]、离散介质试井模型^[15-16]等。多重介质模型是将溶洞作为一种连续介质处理,但实际上溶洞在空间上离散分布,其表征单元体并不存在,将其等效为连续介质是不合适的。耦合流动模型考虑了缝洞介质的离散特征,但溶洞内流体的流动用 N-S 方程描述,导致计算成本过高,难以用于油藏尺度的模拟。离散介质试井模型针对几个具体组合模式,应用范围有限。为此,笔者基于缝洞型油藏缝洞分布的离散性和随机性,从缝洞型油藏的溶洞、裂缝物性参数统计特征入手,基于地球物理识别结果,建立了规整化的离散缝洞分布模式,引入了等效连通系数和弹性储集系数,建立了缝洞单元离散数值模拟方法。

1 缝洞型油藏离散网络模型的建立

1.1 缝洞型油藏溶洞、裂缝物性统计特征

缝洞型油藏储集体的分布极为复杂,且具有埋藏较深、尺度结构差异较大、溶洞充填特征多样化等特征,很难精确获得缝洞储集体的分布特征。通常,井点周围缝洞分布的特征依据岩心和钻井信息确定,而非井点缝洞分布则在地球物理预测的基础上,结合地质统计信息确定。根据塔河油田 9 口井的缝洞网状分布状况,建立 $10\text{ m} \times 10\text{ m} \times 10\text{ m}$ 的规则网格系统,将裂缝和溶洞归位到网格中并进行统计,结果见表 1。

表 1 裂缝和溶洞的分布统计

Table 1 Distribution statistics of fractures and karst

井号	网格数/个				所占比例, %		
	总	含缝洞	含缝	含洞	含缝洞	含缝	含洞
TK7-631	42	28	25	3	66.67	59.52	7.14
TK216	63	28	22	6	44.44	34.92	9.52
TK485	30	24	22	2	80.00	73.33	6.67
TK634	39	31	29	2	79.49	74.36	5.13
TK650	33	27	22	5	81.82	66.67	15.15
TK713	45	33	30	3	73.33	66.67	6.67
TK744	36	30	22	8	83.33	61.11	22.22
TK762	60	46	40	6	76.67	66.67	10.00
TK1219	36	32	31	1	88.89	86.11	2.78

分析 5 口井的成像测井资料,得到裂缝开度、裂缝倾角和裂缝倾向的频率和累计频率分布,如图 1 所示。

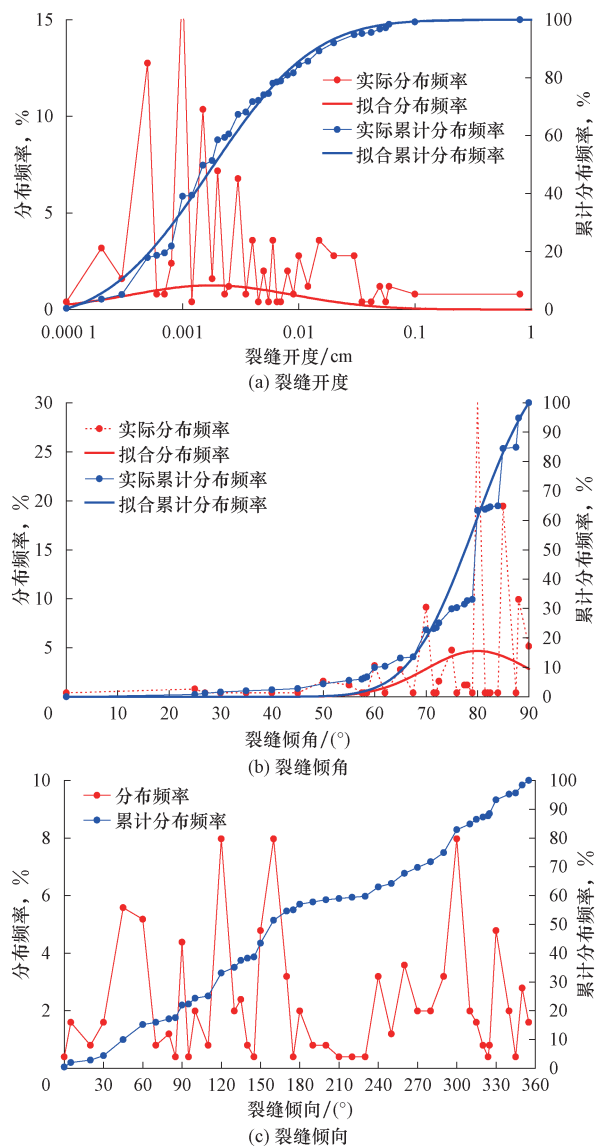


图 1 裂缝特征参数统计分布特征

Fig. 1 Statistical distribution characteristics of characteristic parameters for fractures

从图 2 可以看出:裂缝开度呈现对数正态分布,裂缝开度最频值分布于 $0.000\ 1 \sim 0.010\ 0\text{ cm}$;裂缝倾角变化呈现正态分布,裂缝倾角的最频值分布于 $65^\circ \sim 90^\circ$,中值为 80° ,即绝大多数裂缝为高角度缝;裂缝倾向在 360° 范围内均匀分布。

1.2 规整化离散缝洞分布模式

为了便于研究,基于地球物理解释和地质统计获得的缝洞分布信息,建立了规整化的离散网络缝

洞分布模型。其中,贯穿井点的裂缝和溶洞分布依据钻井过程中的钻柱放空、钻井液漏失和岩心等信息确定。井点裂缝、溶洞的位置及相对大小根据地球物理识别预测结果确定,但各条裂缝的开度、倾角、走向根据地质统计信息赋值,各个溶洞的控制储量根据单元地质储量及相对大小分别赋值,如图 2 所示。

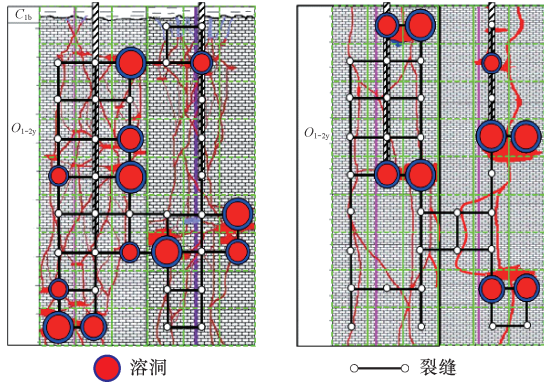


图 2 规整化的离散缝洞分布模式

Fig. 2 Regularized discrete fracture-karst distribution pattern

2 缝洞型油藏离散数值模拟方法的建立

2.1 缝洞单元流体流动数学模型

2.1.1 裂缝中流体的流动模型

流体在裂缝中的流动主要受裂缝特征、流体特征和节点两端压差的影响,因此引入裂缝连通系数表征流体在裂缝中的流动能力。单位时间内,流经节点 1 和节点 2 之间裂缝的流量为:

$$q_{L12} = J_{L12} (p_1^{n+1} - p_2^{n+1}) \quad (1)$$

$$K_{ie} = K_0 \begin{bmatrix} \sin^2 \beta_i + \cos^2 \alpha_i \cos^2 \beta_i & \sin^2 \alpha_i \sin \beta_i \cos \beta_i & \sin \alpha_i \cos \alpha_i \cos \beta_i \\ \sin^2 \alpha_i \sin \beta_i \cos \beta_i & \cos^2 \alpha_i \sin^2 \beta_i + \cos^2 \beta_i & -\sin \alpha_i \cos \alpha_i \sin \beta_i \\ \sin \alpha_i \cos \alpha_i \cos \beta_i & -\sin \alpha_i \cos \alpha_i \sin \beta_i & \sin^2 \alpha_i \end{bmatrix} \quad (7)$$

将裂缝归位后,网格块的渗透率为:

$$\begin{cases} K_{x0} = K_0 (\sin^2 \beta_i + \cos^2 \alpha_i \cos^2 \beta_i) \\ K_{y0} = K_0 (\cos^2 \alpha_i \sin^2 \beta_i + \cos^2 \beta_i) \\ K_{z0} = K_0 \sin^2 \alpha_i \end{cases} \quad (8)$$

式中: K_{x0} , K_{y0} , K_{z0} 为裂缝在 x , y 和 z 方向的绝对渗透率, D; α_i 为裂缝倾角, ($^\circ$); β_i 为裂缝方位角, ($^\circ$)。

2.1.2 溶洞属性模型

离散缝洞网络中,每一个溶洞类似一个源汇相,

式中: J_{L12} 为节点 1 和节点 2 间缝内的液相连通流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$; q_{L12} 为经过节点 1 和节点 2 之间裂缝的流量, m^3/d ; p_1^{n+1} 和 p_2^{n+1} 为当前时刻节点 1 和节点 2 的压力, MPa。

高速流动条件下,裂缝中流体流动可能表现出非线性渗流,流动规律符合高速非达西表达式。

$$-\nabla p = \frac{\mu v}{K_0} + \beta \rho v^2 \quad (2)$$

式中: μ 为黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; v 为流速, cm/s ; K_0 为绝对渗透率, D; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; p 为压力, MPa。

满足广义达西定律的等效渗透率为:

$$\frac{1}{K_e} = \frac{1}{K_0} + \beta \left(\frac{\rho v^2}{\mu} \right) \quad (3)$$

式中: K_e 为等效渗透率, D; β 为非达西系数。

考虑高速非达西效应的等效渗透率与绝对渗透率的比值 F_J 为:

$$F_J = \frac{1}{1 + \beta K_0 \left(\frac{\rho v^2}{\mu} \right)} \quad (4)$$

则考虑高速非达西效应的流量为:

$$q_{L12} = J_{L12} F_J (p_1^{n+1} - p_2^{n+1}) \quad (5)$$

由于裂缝渗透率与开度有关,该模型采用内蕴裂缝渗透率计算方法。内蕴裂缝渗透率是指流体通过单一裂缝或裂缝网的传导能力,与周围岩石(基质)无关,内蕴裂缝渗透率可表示为:

$$K_0 = \frac{b^2}{12} \quad (6)$$

式中: b 为裂缝开度, μm 。

考虑到裂缝的各向异性特征,基于三维空间转换原理,得到单元体内任意一条倾角为 α_i 、方位角为 β_i 、内蕴渗透率为 K_0 的裂缝在大地坐标系中的渗透率表达式为:

溶洞中的流体依靠弹性作用流入或者流出溶洞,因此引入弹性储集系数表征单位压力变化时,流入或者流出溶洞流体的量为:

$$q_{L3} = E_{L3} (p_3^n - p_3^{n+1}) \quad (9)$$

式中: q_{L3} 为 3 号溶洞依靠弹性流进或流出流体的量, m^3 ; E_{L3} 为 3 号溶洞弹性储集系数, m^3/MPa ; p_3^n 和 p_3^{n+1} 为 3 号溶洞相邻时刻内的压力, MPa。

溶洞的弹性储集系数与其中流体和岩体的弹性有关,可以参考多孔介质综合压缩系数的概念进行计算。根据缝洞型油藏储集空间差异分类,

无论溶洞大小的差异性如何,流体在其中的分布仍然遵循重力分异原则,因此当有流体流进或流出时,其中的流体会按照密度差异重新分布,如图3所示。

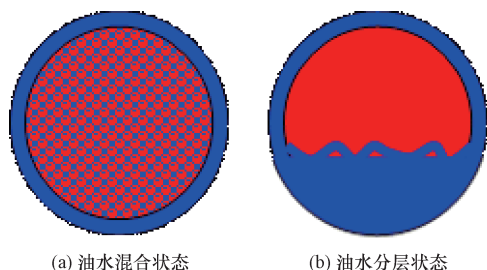


图3 溶洞内流体分布状态

Fig. 3 Distribution state of fluids in a karst

2.2 复杂缝洞配置关系下的流体流动耦合控制方程

在缝洞型油藏中同时存在裂缝-裂缝或裂缝-溶洞连通形式,规整后的连通形式基本不变,如图4所示。

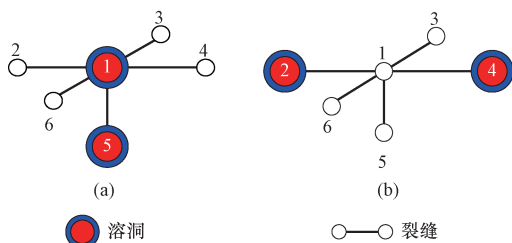


图4 缝洞连通形式示意

Fig. 4 Schematic diagram for fracture-karst connection form

如果缝洞连通形式如图4(a)所示,以溶洞为节点,则根据流体流动的连续性,可以得到下述质量守恒方程:

$$\sum_{k=2}^6 J_{Lk \rightarrow 1} (p_k^{n+1} - p_1^{n+1}) \Delta t^{n+1} = E_{L1} (p_1^n - p_1^{n+1}) \quad (10)$$

如果缝洞连通形式如图4(b)所示,以裂缝为节点,则根据流体流动的连续性,可以得到下述质量守恒方程:

$$\sum_{k=2}^6 J_{Lk \rightarrow 1} (p_k^{n+1} - p_1^{n+1}) \Delta t^{n+1} = 0 \quad (11)$$

式中: $J_{Lk \rightarrow 1}$ 为节点1与周围节点的液相连通流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$; p_k^{n+1} 为当前时刻周围节点的压力, MPa ; p_1^{n+1} 为当前时刻溶洞和周围节点的压力, MPa ; Δt^{n+1} 为当前时间步长, d 。

2.3 初始流体分布模型

对于具有统一水动力系统的缝洞型油藏,缝洞系统具有相同的油水界面。但是,在缝洞型油藏中,由于溶洞是以离散孤立形式存在的,且由于裂缝与溶洞连通位置的结构不同,部分溶洞内存在各自的油水界面,这些溶洞内油水同时存在或全部为水,如图5所示。

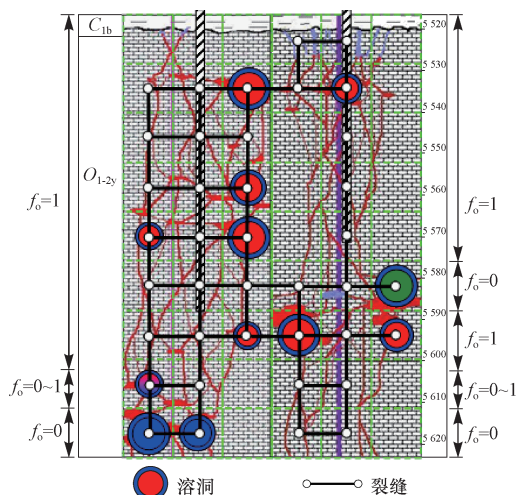


图5 初始流体分布模式

Fig. 5 Distribution mode of initial fluids

2.4 流体动态分布模型

流体流动过程中,缝洞节点的含水率和含油率是不断变化的,这种变化又决定了其中的流体从该节点流入下一节点的动态。周围节点中的流体通过裂缝流入缝洞节点时,缝洞节点的含水率为:

$$q_{ok1} = J_{ok1}^n (p_k^{n+1} - p_1^{n+1}) \quad (12)$$

$$q_{wk1} = J_{wk1}^n (p_k^{n+1} - p_1^{n+1}) \quad (13)$$

$$f_{w1} = \frac{Q_{iw1} + \sum_{k=2}^6 q_{wk1}}{Q_{iw1} + Q_{io1} + \sum_{k=2}^6 (q_{wk1} + q_{ok1})} \quad (14)$$

式中: q_{ok1} 为节点 k 流入节点1的油量, m^3/d ; J_{ok1} 为节点 k 与节点1的油相流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$; p_k 为节点 k 处的压力, MPa ; q_{wk1} 为节点 k 流入节点1的水量, m^3/d ; J_{wk1} 为节点 k 与节点1的水相流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$; f_{w1} 为节点1的含水率; Q_{iw1} 为节点1作为源汇项时流入的水量, m^3/d ; Q_{io1} 为节点1作为源汇项时流入的油量, m^3/d 。

流体在裂缝中的流动能力与流体性质有较大关系,笔者基于理想裂缝油水相渗曲线,并利用含水率、含油率加权得到油水共同流动时,裂缝连通流动

系数的表达式:

$$J_{L12} = f_{o12}^n J_{io12} + f_{w12}^n J_{iw12} \quad (15)$$

式中: J_{L12} 为节点 1 与节点 2 的液相流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$; f_{o12} 为流出节点 1 与节点 2 的含油率; J_{io12} 为节点 1 与节点 2 的油相流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$; f_{w12} 为流出节点 1 与节点 2 的含水率; J_{iw12} 为节点 1 与节点 2 的水相流动系数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$ 。

同理,可得溶洞节点弹性储集能力的表达式:

$$E_{L3} = f_{o3}^n E_{io3} + f_{w3}^n E_{iw3} \quad (16)$$

式中: E_{io3} 为 3 号溶洞全部储集油时的弹性储集系数, m^3/MPa ; f_{o3} 为 3 号溶洞的含油率; E_{iw3} 为 3 号溶洞全部储集水时的弹性储集系数, m^3/MPa ; f_{w3} 为 3 号溶洞的含水率。

2.5 井点控制方程

由于井为流入或流出节点,无论井点贯穿裂缝,还是同时贯穿裂缝和溶洞,都可以将井看作溶洞体,如图 6 所示。

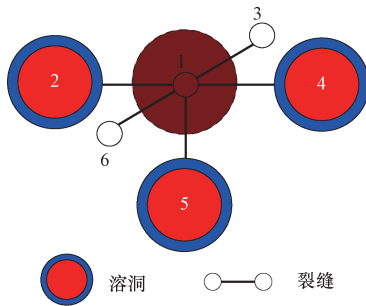


图 6 井点虚拟溶洞示意

Fig. 6 Schematic diagram for well point virtual karst

对于井所在节点,根据流体流动的连续性可以得到定液量和定流压生产时的质量守恒方程。

定液量生产时:

$$\sum_{k=2}^6 J_{Lk \rightarrow 1} (p_k^{n+1} - p_1^{n+1}) = q_{L1} \quad (17)$$

定流压生产时:

$$\sum_{k=2}^6 J_{Lk \rightarrow 1} (p_k^{n+1} - p_1) = q_{L1}^{n+1} \quad (18)$$

式中: q_{L1}^{n+1} 为井定压 p_1 时的井点产量, m^3/d ; p_1^{n+1} 为井定产 q_{L1} 时的井点压力, MPa 。

3 模型求解及验证

根据质量守恒方程,可以建立缝洞系统压力节点数值模型,然后采用预处理共轭梯度方法求解高

阶系数矩阵。预处理共轭梯度方法把矩阵的不完全分解和共轭梯度法结合起来,计算速度快。

笔者利用 TK472C 单井单元和 TK630 多井单元生产动态验证模型的可靠性。首先,根据 TK472C 单井单元和 TK630 多井单元钻井放空信息、钻井液漏失信息、地球物理识别预测结果以及单元地质储量,确定裂缝、溶洞的位置以及溶洞的大小;然后,根据井点裂缝统计信息,利用蒙特卡洛方法,确定裂缝的长度、开度、走向等参数,从而生成多个满足地球物理信息以及井点地质统计信息的地质模型;最后,利用上述数学模型计算生产不同时间的含水率,并与实际生产数据对比,选择拟合效果较好的缝洞地质模型。图 7 为 TK472C 单井单元含水率拟合曲线。图 8 为 TK630 多井单元的含水率拟合曲线。从图 7 和图 8 可以看出,所建模型的计算结果与生产数据拟合较好。

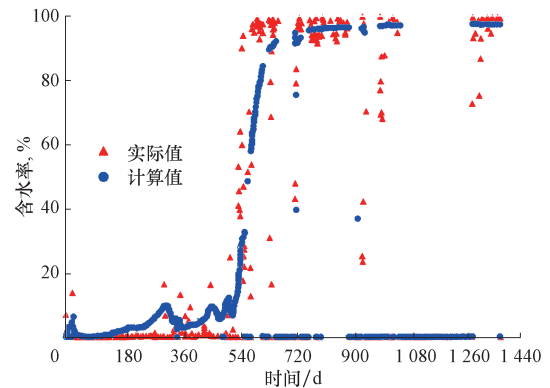


图 7 TK472C 井含水率拟合曲线

Fig. 7 Fitted curve for water cut of Well TK472C

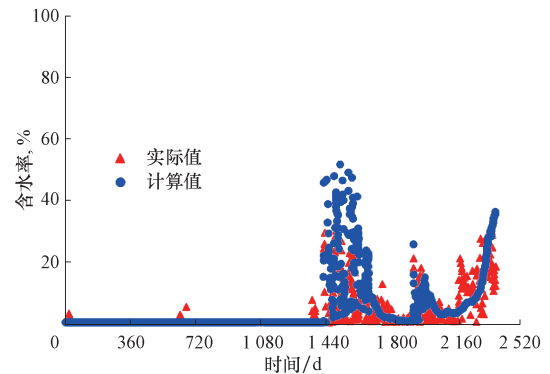


图 8 TK630 多井单元含水率拟合曲线

Fig. 8 Fitted curve for water cut of TK630 Multi-well Unit

4 模型应用

笔者应用上面历史拟合得到的缝洞地质模型分

析注水参数对缝洞型油藏开发效果的影响。

4.1 单井单元注水开发参数

首先,以 TK472C 单井模型为基础分析注采比对缝洞型油藏开发效果的影响。TK472C 单井模型有强底水侵入,弹性能量较强,其不同注采比(R_{IP})下的含水率变化如图 9 所示。从图 9 可以看出,注采比越高含水率上升越快,可见,对于具有强底水的缝洞型油藏,一方面注入水抑制了强底水能量的发挥,另一方面注入水的作用范围通常比底水驱动小,尚未发挥作用便被采出。因此,对于强底水缝洞型油藏依靠底水驱动开发效果更好。

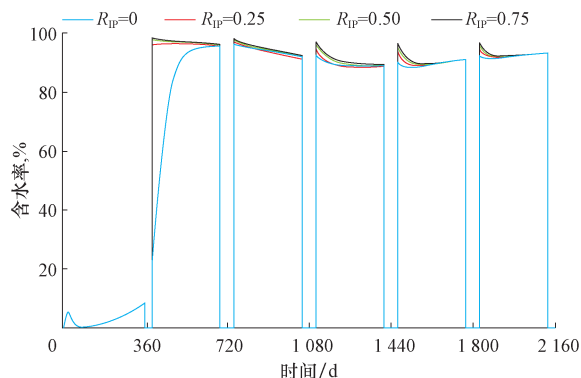


图 9 强底水缝洞油藏不同注采比下的含水率变化

Fig. 9 Change of water cut under different injection-production ratios of fracture-karst reservoir with strong bottom water

仍以 TK472C 单井缝洞模型为基础,假设油藏有弱底水侵入,能量为强底水模型的四分之一,其不同注采比下的含水率变化如图 10 所示。从图 10 可以看出,早期阶段,注采比为 0 时含水率较低,但

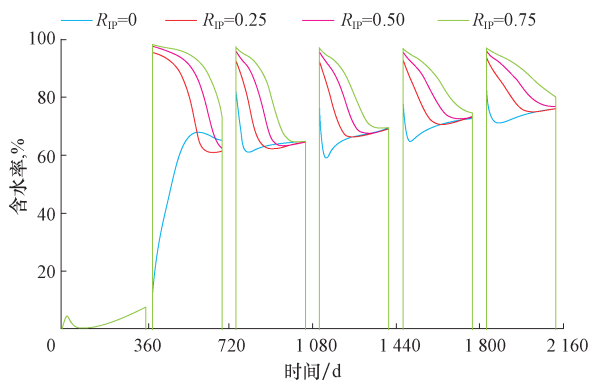


图 10 弱底水缝洞油藏不同注采比下的含水率变化

Fig. 10 Change of water cut under different injection-production ratios of fracture-karst reservoir with weak bottom water

是注水生产一段时间后的含水率高于注水比不为 0 的情况,说明弱底水油藏中,注入水的作用范围增大,适当注入一定量的水可以增加地层能量,能在一定程度上抑制底水锥进。因此,注水对于弱底水缝洞型油藏是有效的。

4.2 多井单元注水开发参数

以 TK630 多井缝洞单元模型为基础,缝洞单元无底水,弹性能量较强,分析注水时机、采液速度对开发效果的影响。图 11 为不同采出程度(R)下转注水时的含水率变化曲线。从图 11 可以看出:随着注水时间的推迟,含水上升速度逐渐增大,当采出程度为 8% 时转注水,含水率上升速度早期较快但后期变慢;当采出程度为 12% 时转注水,含水率上升速度始终比较高。考虑到经济效益,对于 TK630 多井单元,当采出程度达到 8%~10% 时转注水的开发效果较好。

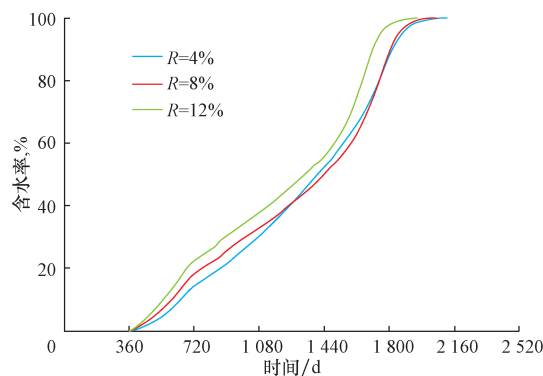


图 11 不同转注时机下的含水率变化

Fig. 11 Change curve for water cut under different water injection occasions

采液速度为年采液量占地质储量的百分数。图 12 为不同采液速度下的含水率变化曲线。

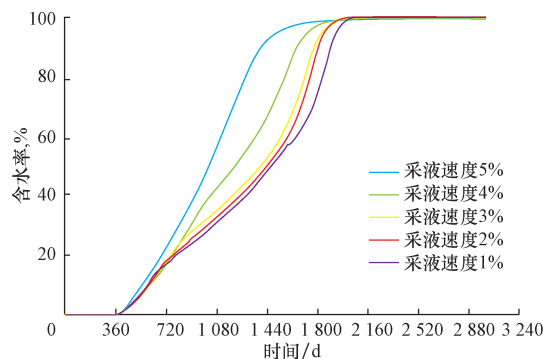


图 12 不同采液速度下的含水率变化

Fig. 12 Water cut change under different fluid production rates

从图12可以看出,随着采液速度的增大,含水率上升速度逐渐加快;采液速度低于3%时,含水率上升速度差异不大,采液速度超过3%以后,含水率上升速度加快。因此,对于TK630多井单元,以3%的采液速度生产,注水开发效果较好。

5 结 论

1) 以缝洞型油藏地球物理识别预测结果以及溶洞、裂缝物性参数统计特征为依据,建立规整化的离散缝洞分布模式,通过引入等效连通系数、弹性储集系数建立了缝洞单元离散数值模拟方法。该方法可用于碳酸盐岩缝洞型油藏的数值模拟。

2) 强底水缝洞单元应依靠底水驱动方式进行开采,弱底水缝洞单元可以通过注入一定量的水增加地层能量,在一定程度上抑制底水锥进,从而取得较好的开发效果。

3) 对于TK630多井缝洞单元,采出程度达到8%~10%时转注水的开发效果较好;以3%的采液速度生产,注水开发效果较好。

参 考 文 献

References

- [1] 郑松青,李阳,张宏方. 碳酸盐岩缝洞型油藏网络模型[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2010,34(3):72-75,79.
Zheng Songqing, Li Yang, Zhang Hongfang. Fracture-cavity network model for fracture-cavity carbonate reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2010, 34(3): 72-75, 79.
- [2] 贾虎,蒲万芬,廖然,等. 缝洞型油气藏物理模拟试验方法研究[J]. 石油钻探技术,2010,38(6):102-108.
Jia Hu, Pu Wanfen, Liao Ran, et al. Vuggy-fractured carbonate reservoirs physical simulation methods[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 102-108.
- [3] 李巍,侯吉瑞,丁观世,等. 碳酸盐岩缝洞型油藏剩余油类型及影响因素[J]. 断块油气田,2013,20(4):458-461.
Li Wei, Hou Jirui, Ding Guanshi, et al. Remaining oil types and influence factors for fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(4): 458-461.
- [4] 陈志海,刘常红,李明. 塔河油田缝洞型油藏油井产量的嘴流公式研究[J]. 石油钻探技术,2007,35(4):73-75.
Chen Zhihai, Liu Changhong, Li Ming. Choke production rate formulas for fracture-cave reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(4): 73-75.
- [5] Popov P, Bi Linfeng, Efendiev Y, et al. Multi-physics and multi-scale methods for modeling fluid flow through naturally fractured vuggy carbonate reservoirs[R]. SPE 105378, 2007.
- [6] 吴涛,李宗宇,李建荣. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏类型探讨[J]. 断块油气田,2008,15(3):18-22.
Wu Tao, Li Zongyu, Li Jianrong. Reservoir types of Ordovician carbonate rocks in Tahe Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2008, 15(3): 18-22.
- [7] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报,2013,34(1):115-121.
Li Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 115-121.
- [8] 张东,李爱芬,姚军,等. 洞-缝-洞介质中水驱油注采规律研究[J]. 石油钻探技术,2012,40(4):86-91.
Zhang Dong, Li Aifen, Yao Jun, et al. Law of water flooding in vug-fracture-vug medium[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 86-91.
- [9] 侯加根,马晓强,刘钰铭,等. 缝洞型碳酸盐岩储层多类多尺度建模方法研究:以塔河油田四区奥陶系油藏为例[J]. 地学前缘,2012,19(2):59-66.
Hou Jiagen, Ma Xiaoqiang, Liu Yuming, et al. Modelling of carbonate fracture-vuggy reservoir: a case study of Ordovician reservoir of 4th block in Tahe Oilfield[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 59-66.
- [10] 杨坚,吕心瑞,李江龙,等. 裂缝性油藏离散裂缝网络随机生成及数值模拟[J]. 油气地质与采收率,2011,18(6):74-77.
Yang Jian, Lü Xinrui, Li Jianglong, et al. Study on discrete fracture network random generation and numerical simulation of fractured reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(6): 74-77.
- [11] 刘学利,翟晓先,杨坚,等. 塔河油田缝-洞型碳酸盐岩油藏等效数值模拟[J]. 新疆石油地质,2006,27(1):76-78.
Liu Xueli, Zhai Xiaoxian, Yang Jian, et al. The equivalent numerical simulation of fracture-vuggy carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(1): 76-78.
- [12] 康志江,张杰. 缝洞型碳酸盐岩油藏三维三相数值模拟新方法[J]. 特种油气藏,2010,17(3):77-79,89.
Kang Zhijiang, Zhang Jie. A new method of 3D 3-phase numerical simulation for fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(3): 77-79, 89.
- [13] 康志江. 缝洞型碳酸盐岩油藏耦合数值模拟新方法[J]. 新疆石油地质,2010,31(5):514-516.
Kang Zhijiang. New method of coupling numerical simulation and application to fracture-cavern carbonate reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(5): 514-516.
- [14] 李亚军,姚军,黄朝琴,等. 基于Darcy-Stokes耦合模型的缝洞型介质等效渗透率分析[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2011,35(2):91-95.
Li Yajun, Yao Jun, Huang Zhaoqin, et al. Estimating equivalent permeability of fractured-vuggy media based on coupled Darcy-Stokes model[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(2): 91-95.
- [15] 彭朝阳,龙武,杜志敏,等. 缝洞型油藏离散介质网络数值试井模型[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(6):125-129.
Peng Chaoyang, Long Wu, Du Zhimin, et al. The numerical well test model of the discrete media network in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32(6): 125-129.
- [16] 龙武,万小勇,李冬梅,等. 缝洞型油藏离散数值试井解释方法研究[J]. 油气井测试,2013,22(5):1-4.
Long Wu, Wan Xiaoyong, Li Dongmei, et al. Study on the interpretation method for discrete numerical well test of fracture-cave type reservoir[J]. Well Testing, 2013, 22(5): 1-4.